

МАШИНИ, ОБЛАДНАННЯ ТА МАТЕРІАЛИ

УДК 622.279

ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОВИХ ТА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ

¹ В.Б. Воловецький, ¹ В.І. Коцаба, ² О.Ю. Витязь, ¹ О.М. Щирба, ¹ А.В. Дьомін,
¹ А.В. Гнітко, ¹ С.В. Василенко

¹Український науково-дослідний інститут природних газів;
61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (057) 7304544, e-mail: vvb11@ukr.net

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15; тел. (03422) 42073,
e-mail: vytyaz@nimg.edu.ua

Розглянуто проблемні питання, що виникають під час експлуатації газових та газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ. Зосереджено увагу на періодичній експлуатації газових та газоконденсатних свердловин. Експлуатація таких свердловин характеризується складністю видобування вуглеводнів і, відповідно, виконанням планових показників видобутку. Запропоновано автоматизувати періодичну експлуатацію свердловин шляхом встановлення на усті комплексу регулювання роботи свердловин. За допомогою цього комплексу при зростанні або зниженні робочого тиску на усті відповідно здійснюється пуск в роботу свердловини або її зупинка. Даний захід буде доцільним для роботи декількох свердловин, що періодично експлуатуються і підключені одним шлейфом до установки підготовки газу, оскільки виникають труднощі при регулюванні режимів їх роботи. Крім цього, рекомендується на усті свердловин та на установках підготовки газу встановлювати давачі тиску і температури для здійснення постійного моніторингу параметрів експлуатації. Впровадження цих пропозицій дозволить контролювати роботу свердловин та підібрати оптимальні режими їх експлуатації. Завдяки встановленню комплексу можна підвищити ефективність періодичної експлуатації свердловин, що працюють по одному шлейфу разом з іншими та при різних робочих параметрах. Використовуючи на практиці вказані технічні рішення, можна забезпечити найбільш ефективну періодичну експлуатацію свердловин.

Ключові слова: свердловина, газ, шлейф, періодична експлуатація, давач тиску, давач температури.

Рассмотрены проблемные вопросы, возникающие при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на завершающей стадии разработки месторождений. Внимание сосредоточено на периодической эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Эксплуатация таких скважин характеризуется сложностью добычи углеводородов и соответственно выполнением плановых показателей добычи. Предлагается автоматизировать периодическую эксплуатацию скважин путем установки на устье комплекса регулирования работы скважин. С помощью этого комплекса при повышении или снижении рабочего давления на устье соответственно осуществляется пуск в работу скважины или ее остановка. Проведение данного мероприятия будет целесообразным при работе нескольких скважин, периодически эксплуатирующихся и подключающихся одним шлейфом к установке подготовки газа, так как при регулировании режимов их работы возникают трудности. Кроме этого, рекомендуется на устье скважин и на установках подготовки газа устанавливать датчики давления и температуры для постоянного мониторинга параметров эксплуатации. Внедрение этих предложений позволят контролировать работу скважин и подобрать оптимальные режимы их эксплуатации. Благодаря установке комплекса можно повысить эффективность периодической эксплуатации скважин, работающих на одном шлейфе и при различных рабочих параметрах. Используя на практике данные технические решения, можно обеспечить наиболее эффективную периодическую эксплуатацию скважин.

Ключевые слова: скважина, газ, шлейф, периодическая эксплуатация, датчик давления, датчик температуры.

The article considers the problems, arising during the operation of gas and gas-condensate wells at the final stage of field development. The primary focus is on the intermittent operation of gas and gas-condensate wells. The operation of those wells is characterized by the complexity of hydrocarbons production and fulfilling output targets. The authors propose to automate the intermittent well operation by installing well control facilities at the wellhead. The facilities will control the well start-up or shut-down in case of increase or drop in the flowing tubing pressure respectively. This measure will be efficient for several wells that are intermittently operated and connected to gas treatment facility by means of one line, as there are difficulties in handling them. It is recommended to install the pressure and temperature sensors at the wellhead and gas treatment facilities for the continuous monitoring of well operation parameters. The implementation of the proposals will help to control well performance and choose the optimal well operation modes. The installation of the facilities will help to improve the efficiency of the intermittent operation of the wells, connected to one line, and at different operating parameters. The practical use of the above mentioned technical solutions will contribute to the most efficient intermittent operation of wells.

Key words: well, gas, line, intermittent operation, pressure sensor, temperature sensor.

Вступ. Сьогодні в Україні важливою проблемою залишається підвищення власного видобутку вуглеводнів. Основний видобуток газу в НАК "Нафтогаз України" понад 70 % здійснюється ПАТ "Укргазвидобування". За 2015 рік трьома газопромисловими управліннями ГПУ "Шебелинкагазвидобування", ГПУ "Полтавагазвидобування", ГПУ "Львівгазвидобування" ПАТ "Укргазвидобування" видобуто 14,528 млрд. м³ природного газу. Більшість родовищ ПАТ "Укргазвидобування" виснажені і знаходяться на завершальній стадії розробки. У зв'язку з цим актуальною залишається проблема забезпечення максимальних відборів вуглеводнів з родовищ задля зменшення імпорту природного газу.

Необхідно відмітити, що в даний час у Російській Федерації багатьма компаніями ОАО "Газпром", а саме ООО "Газпром добыча Ноябрьск", ООО "Газпром добыча Надым", ООО "Газпром добыча Уренгой", ООО "Газпром добыча Иркутск" впроваджують технологію управління газовими та газоконденсатними свердловинами через інтернет. Крім цього, дану технологію широко застосовують для нафтових свердловин, які експлуатуються механізованим способом за допомогою штангових глибинних та електровідцентрових насосів. Використовуючи на практиці технологію управління свердловинами, можна оптимізувати процес експлуатації свердловин.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Під час розробки газових та газоконденсатних родовищ на виснаження відбувається поступове зниження пластового тиску, внаслідок чого виникають різні ускладнення під час експлуатації свердловин. На завершальній стадії розробки ускладнення особливо негативно впливають на виконання планів з видобування вуглеводнів. Тому в процесі розробки родовищ на всіх стадіях необхідно проводити детальний аналіз проблемних питань для своєчасного їх усунення.

На сьогодні для забезпечення стабільного видобування газу, нафти та конденсату газопромисловими управліннями ПАТ "Укргазвидобування" розробляються та реалізуються багато різних заходів. Крім цього, розробляються різні програми перспективного розвитку на найближчі роки, реалізація яких супроводжується значними капіталовкладеннями.

На сьогодні ПАТ "Укргазвидобування" поставило завдання не просто утримувати рівень видобутку вуглеводнів, а значно наростити його обсяги. Для цього фахівцями компанії створена програма "20/20", яка передбачає видобуток 20 млрд. м³ природного газу в 2020 році. Керівництвом ПАТ "Укргазвидобування" збільшено витрати на геологічну та сейсмічну розвідку. Пріоритетним завданням на найближчий рік є розвідування нових ділянок та використання сучасних методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів. Для виконання завдань програми "20/20" ПАТ "Укргазвидобування" планує реалізувати інвестиційний план, розрахований на 5 років, загальною вартістю близько 100 млрд. грн. Тому для реалізації поставлених завдань необхідно ефективно працювати.

В попередні роки на свердловинах родовищ Юліївського цеху з видобування нафти, газу та конденсату (ЮЦВНГК) було розроблено ряд заходів, спрямованих на стабілізацію видобування вуглеводнів, що дозволяло утримувати позитивний результат [1, 2].

Необхідно зазначити, що в роботі [3] розглянуто підвищення ефективної роботи газоконденсатних свердловин, які експлуатуються періодично за рахунок автоматизованої зупинки і пуску. Одним із варіантів автоматизованої зупинки і пуску свердловин є монтаж системи регулювання. За допомогою системи регулювання, змонтованої на входних нитках, можна регулювати режим роботи свердловин на установці підготовки газу.

Формулювання цілей статті. Завдання цієї роботи полягає в аналізі способів контролю за експлуатацією газових та газоконденсатних свердловин, регулюванні режиму їх роботи, виборі оптимального режиму в умовах періодичної експлуатації декількох свердловин, які працюють по одному шлейфу.

Висвітлення основного матеріалу. В конструкцію газових та газоконденсатних свердловин входять підземне та наземне обладнання. До підземного обладнання свердловин відноситься обладнання вибою (хвостовик, фільтр) та стовбур (кондуктор, обсадна колона, експлуатаційна колона, насосно-компресорні труби). Наземне обладнання свердловин включає колонні головки, трубні головки, фонтанну арматуру, фланцеві котушки, маніфольди, засу-

вки, запірні та регулюючі пристрої, манометри та інше [4].

Першим елементом наземного обладнання устя свердловин є колонні головки. Фонтанна арматура встановлюється на колонній головці та призначена для герметизації устя, контролю і регулювання режиму роботи свердловини. До складу фонтанної арматури входить трубна головка, фонтанна ялинка, запірні пристрої, регулювальні пристрої [5]. В практиці використовують шість схем фонтанних ялинок, зокрема чотири трійникового типу та дві хрестового типу згідно з ГОСТ 13846-89. При виготовленні проектної документації на свердловини в залежності від геолого-промислової характеристики здійснюється індивідуальний підхід щодо конструкції адже від цього залежить подальша її робота.

Для експлуатації свердловин на установку підготовки газу прокладають шлейфи, газопроводи різного діаметру, що залежать від очікуваної продуктивності свердловини. При прокладанні трубопроводів здійснюють їх захист від корозії: замотують в скловолокно і обробляють бітумно-мінеральною мастикою.

При експлуатації газових та газоконденсатних родовищ намагаються забезпечити оптимальний дебіт кожної свердловини. Однак, регулювати дебіт свердловини під час експлуатації можливо лише за рахунок зміни діаметрів фонтанних труб і газопроводів, вдосконалення конструкції вибою і заходів технологічного характеру.

Багато факторів обмежують дебіти свердловин. Знання цих факторів і їх врахування для кожного родовища дозволяють правильно визначити технологічні режими експлуатації свердловин. Обмеження дебітів свердловин можуть бути зумовлені геолого-промисловими і технічними умовами експлуатації.

Відбір газу зі свердловин повинен обмежуватися технологічним режимом, тому від початку введення свердловини в роботу і впродовж всього періоду її експлуатації треба правильно підбирати технологічний режим. Від цього залежить стабільна і безаварійна її робота. Необхідно розуміти, що максимального відбору газу можна досягнути в початковий період розробки газоконденсатних родовищ, а в наступних відбувається поступове зниження видобутку вуглеводнів. Тому пріоритетним напрямком є максимальний відбір газу з свердловини не за рахунок високих дебітів, а за рахунок довготривалої стабільної експлуатації, що дозволить збільшити коефіцієнт вилучення вуглеводнів із продуктивного горизонту.

Враховуючи викладене вище, інженерно-технічні працівники на промислах, зокрема майстри з добування нафти, газу та конденсату проводять різні роботи по свердловинах і відмічають їх у відповідних журналах. Аналізуючи фактичні дані з журналів та враховуючи практичний досвід, фахівці промислу розробляють графіки щодо контролю за експлуатацією фонду свердловин [6].

За розробленими графіками працівниками промислу здійснюється контроль за роботою свердловин задля попередження різних ускладнень. Такий підхід дає змогу своєчасно відреагувати шляхом використання певних заходів. Тому в процесі експлуатації свердловин в графіки вносяться певні корективи, що дозволяє повноцінно володіти ситуацією.

Розглянемо нижче схему обв'язки устя газових або газоконденсатних свердловин на прикладі родовищ Юліївського ЦВНГК.

На рисунку 1 наведено схему обв'язки устя газових або газоконденсатних свердловин.

З практичного досвіду відомо, що схеми обв'язки устя свердловин відрізняються одна від одної обладнанням, тобто є свердловини в яких, наприклад, відсутні пробовідбірники та інше.

Розглянемо переваги схеми обв'язки устя свердловин, наведеної на рисунку 1:

- забезпечення надійної експлуатації свердловин;
- зручність здійснення операцій, пов'язаних із закачуванням інгібітора гідратуутворення, розчину ПАР, розчину інгібітора корозії тощо;
- безпечне обслуговування в процесі виникнення різних неполадок, наприклад негерметичність засувки, заміна засувки;
- можливість відбирати газ, воду, газовий конденсат з пробовідбірника;
- можливість контролювати швидкість корозії;
- можливість закачувати різні реагенти через буферну засувку, на яку можна встановити фланець з гайкою швидкого з'єднання та заглушку.

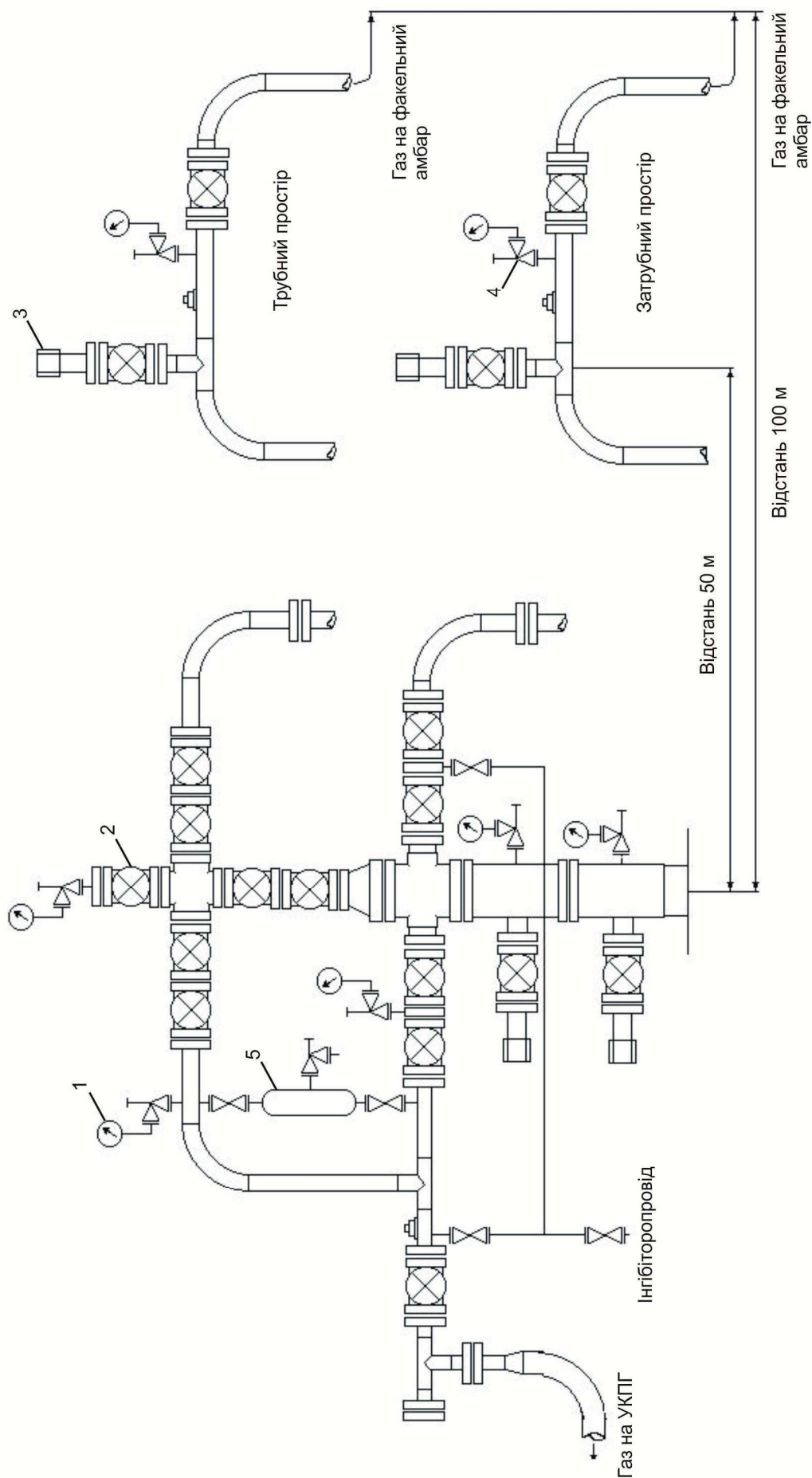
На сьогодні контроль за параметрами експлуатації свердловин здійснюється, в основному, за допомогою технічних манометрів, клас точності яких – 1,5. До того ж на точність зняття даних впливає ще й людський чинник.

На завершальній стадії розробки родовищ свердловини працюють не стабільно, тому за їх експлуатацією необхідно здійснювати більш ретельний контроль.

Для ефективного контролю за продуктивністю газових та газоконденсатних свердловин доцільно здійснювати автоматизований контроль за тиском на усті свердловин для виявлення і запобігання виникненню відмов та аварій тому необхідно слідкувати за трубним і затрубним тиском. Впровадження цього зумовлено підключенням новітніх контрольно-вимірювальних приладів (КВП).

Одним із способів контролю за експлуатацією свердловин є система дистанційного контролю газових свердловин розроблена ТзОВ "ВОТУМ".

Система призначена для збору інформації про стан технологічних параметрів устя свердловин і представлення її у зручному вигляді на моніторі автоматизованого робочого місця оператора (АРМ). Система передбачає вимірювання



Умовні позначення:

1 - манометр; 2 - засувка; 3 - ніпель з різьб'язкою швидкоз'єднання; 4 - вентиль; 5 - пробовідбірник

Рисунок 1 – Схема обв'язки устя газової або газоконденсатної свердловини

на кожному усті свердловини таких параметрів: температури газу до і після штуцера, тиску трубного і затрубного, тиску міжколонного, тиску після штуцера, а також аварійну сигналізацію стану обладнання системи.

Шафи контролю локальних контролерів свердловин живляться від сонячних батарей. Для цього передбачається використовувати стандартну схему електроживлення від сонячних батарей RAD-SOL-SET-24-200IF фірми Phoenix Contact. З метою зменшення споживаної потужності передбачається застосування перетворювача тиску Emerson 2051T-G зі зниженим енергоспоживанням і вихідним сигналом 4-20 мА та 1-5 В постійного струму.

Номинальна потужність стандартної системи фірми Phoenix Contact RAD-SOL-SET-24-200IF становить 200 Вт разом з двома додатковими сонячними панелями по 50 Вт вона складе 300 Вт. Номинальна ємність обраного акумулятора становить 100 А/год. Акумулятори рекомендують упаковувати в контейнер зі ступенем захисту IP67 і закопати в землю на глибину 1м, де температура буде приблизно +5 °С. Така ємність акумуляторів забезпечує роботу шафи контролю впродовж приблизно п'яти днів без прямого споживання сонячної енергії.

Програмне забезпечення операторської станції здійснює: збір поточних даних, зчитування архівних даних, довготривалу архівацію даних на ПК (понад 1 рік), відображення поточних і архівних даних у вигляді графіків і таблиць на підставі вільно формованих списків, формування звітів, експортування даних у формат Microsoft Excel, генерування повідомлень, адміністрування рівнів доступу, зв'язок з іншими системами.

Багато закордонних виробників виготовляють прилади контролю. Одним з таких виробників перетворювачів температури і тиску є фірма JUMO. Перетворювачі температури і тиску JUMO призначені для вимірювання значень відносного (манометричного) і абсолютного тисків у рідинах і газах. Крім того, вбудований в нього температурний елемент проводить вимірювання температури середовища безпосередньо біля сенсора вимірювання тиску, що підвищує точність вимірювань. Вимірювач тиску діє на основі п'єзоелементів або тензорезисторів. Температурний перетворювач отримує дані вимірювань температури від сенсора Pt 1000. Отримані дані про температуру і тиск перетворюються на цифровий сигнал і далі спрямовуються для подальшого оброблення за допомогою протоколу (CANslave) послідовної шини CANopen. Деякі корисні додаткові функції реалізуються за допомогою профілю DS 404. Всі налаштування можуть бути виконані з використанням стандартних програмних інструментів пакета CANopen.

На вітчизняному ринку виробництвом давачів займається ТОВ "ДП УКРГАЗТЕХ". Перетворювачі призначені для вимірювання і перетворення в аналоговий і кодовий (цифровий за протоколом HART) електричні вихідні сигнали абсолютного, надмірного або диференці-

ального тиску рідких і газоподібних середовищ, не агресивних до матеріалу вимірювальних камер, що не кристалізуються. Давач ПД-1 має цифровий та аналоговий вихідний сигнали 4-20 мА, які майже не залежать від температури навколишнього середовища.

Вимірювальний перетворювач температури ПТ призначений для вимірювання і перетворення в аналоговий і кодовий (цифровий) електричні вихідні сигнали температури рідких, газоподібних і сипких речовин, не агресивних до матеріалу захисної арматури термоперетворювача опору.

Нові прилади вимірювання випускає ПрАТ "Манометр – Харків", які мають меншу основну і додаткову температурні похибки, кращу стабільність у роботі та більш високу стійкість до однобічних статичних перевантажень. Їх використовують для автоматизації і контролю технологічних процесів у газовій, нафтовій та інших галузях промисловості.

Основні технічні характеристики давачів.

Давач відповідно до замовлення налаштовується на будь-яку з верхніх меж вимірювання (діапазон вимірювання). Межу можна переналаштувати до значення, що не виходить за граничні, які передбачені для даної моделі. Діапазон вимірювання, наводиться у технічних даних для відповідної моделі давача. ПД-1 – вибухо-захисний та стійкий до кліматичних впливів.

Варіанти вихідного сигналу становлять: 0-5 (5-0) мА; 4-20 (20-4) мА та цифровий HART. Конструкція давачів забезпечує можливість виміру тиску середовищ, стосовно яких матеріали, що контактують з вимірюваним середовищем, є корозійностійкими.

Для контролю температури в нафтових і газових свердловинах по шлейфу на відстані до 6 км зараз часто використовують розподільний давач. Для автоматизації процесу механізованого видобутку нафти і газу компанія Yokogawa пропонує рішення щодо розподіленого вимірювання температури – давач DTSX200, здатний визначати градієнт температури по всій довжині вимірювального кабелю довжиною до 6 км.

Система DTSX200 має низьке енергоспоживання: у режимі роботи пристрій споживає не більше 10 Вт, в сплячому режимі – не більше 2 Вт, що дозволяє здійснювати електроживлення від сонячних або акумуляторних батарей.

У серпні 2014 компанія Yokogawa анонсувала випуск розподіленого давача температури DTSX3000. З просторовим дозволом в один метр, даний розподільний давач температури здатний вимірювати температуру вздовж оптико-волоконного кабелю довжиною до 50 км, що у вісім разів перевищує показники попередньої моделі – DTSX200. Лише за десять хвилин, DTSX3000 може точно виміряти уздовж розподільчої поверхні протяжністю до 6 км, оптоволоконним кабелем з високою роздільною здатністю 0,03 °С, що в 20 разів перевищує точність звичайних приладів. Таким чином, система DTSX3000 може широко застосовуватися – від

гідророзривів пласта до контролю значень температури в свердловинах під час видобування газу.

Відомо багато різних способів регулювання режиму роботи газових та газоконденсатних свердловин.

Відомий патент України № 94980 "Спосіб контролю та регулювання режимів роботи свердловин" [7], що підключені до установки підготовки газу, шляхом проведення поточного аналізу дебіту та вологовмісту природного газу і організацією періодичного підключення в роботу окремих свердловин за кушовою схемою, в пасивному режимі та з використанням компресорного обладнання. Вимірюють вологість, дебіт та тиск спочатку на технологічних лініях підготовки газу, а потім з відключеною окремою свердловиною. Після цього визначають різниці цих показників, які за допомогою блока керування свердловинами в автоматичному режимі фіксують, обробляють та використовують для визначення оптимального режиму роботи родовища.

Відомий патент України № 77029 "Спосіб експлуатації газових свердловин, що працюють методом періодичного відбирання газу" [8], що включає відбирання газу із свердловин з безперервним контролем за дебітом як однієї, так і декількох свердловин шляхом їх почергового переключення в залежності від індивідуальних поточних показників роботи кожної із свердловин, автоматичну зупинку всіх свердловин, пуск в роботу наступної свердловини після завершення циклу відбирання газу з останньої.

Поставлена задача вирішується тим, що експлуатація свердловин періодичного відбирання газу (СПВГ) ведеться по окремому трубопроводу, який відгалужений від трубопроводу свердловин, що працюють методом постійних відборів газу, та обладнаний засобами дистанційного контролю та керування технологічним процесом. Відбирання газу із свердловин ведеться в автоматичному дискретному режимі з безперервним контролем за дебітом як однієї, так і декількох свердловин шляхом почергового перемикавання автоматичних пристроїв відбирання газу таким способом, який дозволяє безумовно визначати поточний індивідуальний дебіт кожної із свердловин, що підключені до трубопроводу. За неможливості визначення індивідуального дебіту СПВГ при їх сумісній роботі всі свердловини автоматично зупиняються для набирання тиску, і в роботу пускається лише одна, після завершення циклу відбирання газу, з якої за відповідної зупинки пускається в роботу наступна свердлови́на. Режими відбирання газу з СПВГ визначаються не тільки на підставі динамічних показників дебіту, а й з врахуванням таких поточних факторів, як накопичення рідини на вибої та в шлейфі свердловин, газодинамічні ускладнення та інших, а також з врахуванням роботи свердловини разом з іншими СПВГ і поточними баричними показниками на вході шлейфу свердловини до УКПГ.

Відомий патент України № 9720 "Спосіб оптимальної експлуатації свердловин в умовах критичних параметрів" [9], що за результатами експлуатаційних досліджень роботи свердловини визначають оптимальний діапазон безаварійного режиму експлуатації свердловини, а регулювання тиску в межах визначеного діапазону здійснюється встановленим на усті свердловини або на вузлі входу свердловини на установку комплексної підготовки газу автоматичним пристроєм регулювання тиску на родовищах зі складною будовою групи свердловин із схожими параметрами роботи здійснюється одним автоматичним пристроєм регулювання тиску газу для роботи на спільний газозбірний колектор із свердловинами з іншими параметрами. Технічним результатом є підвищення видобутку газу та конденсату шляхом зменшення ризику виникнення аварійних ситуацій в НКТ.

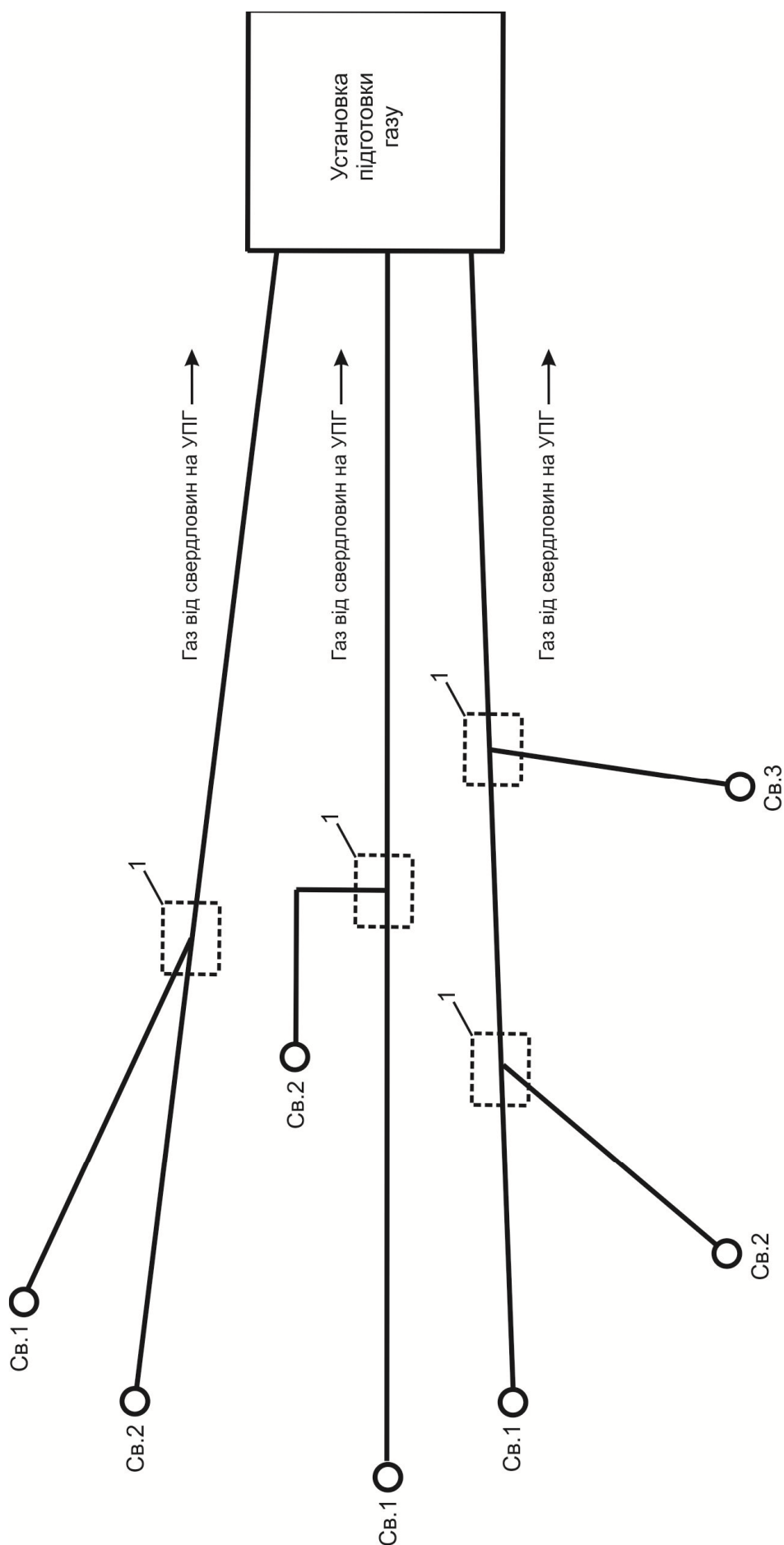
Враховуючи вище наведене вище, можна беззаперечно підтвердити, що важко забезпечити необхідний видобуток газу з газових та газоконденсатних свердловин, що періодично експлуатуються (методом накопичення тиску). Тому доцільно розглянути варіанти підвищення ефективної експлуатації таких свердловин.

Важливою проблемою на багатьох родовищах залишається періодична експлуатація двох-, трьохгазових або газоконденсатних свердловин, підключених одним шлейфом до установки підготовки газу (рисунок 2). Крім цього, існують випадки, коли з різних причин до шлейфу свердловин, які експлуатуються постійно, підключають свердловини, що працюють періодично. Тоді контроль за роботою таких свердловин ускладнюється і виникає необхідність шукати інші шляхи забезпечення експлуатації свердловин з різними параметрами.

Забезпечити оптимальну роботу свердловин періодичної експлуатації, що працюють по одному шлейфу, на установку підготовки газу можна наступним чином:

- будівництвом додаткових шлейфів для індивідуальної роботи свердловин;
- підбором необхідного режиму експлуатації свердловин шляхом почергового пуску їх в роботу;
- монтажем ежекторного пристрою (за наявності високонапірного газу);
- встановленням додатково запірно-регулюючої арматури, штуцерів регулюючих, зворотних клапанів та іншого обладнання;
- автоматизацією роботи свердловин;
- встановленням малогабаритних дотискуючих компресорних станцій.

Одним з перспективних напрямків є автоматизація роботи свердловин. В роботі [3] розглянуто один із варіантів автоматизованої зупинки і пуску газоконденсатних свердловин шляхом монтажу системи регулювання на вхідній нитці установки підготовки газу. При періодичній експлуатації декількох газоконденсатних свердловин, підключених до одного шлейфу, вказана система не дозволяє виконувати індивідуальне регулювання режиму роботи.



Умовні позначення:

Св.1, Св.2, Св.3 - свердловини;

1 - місце підключення шлейфу однієї свердловини в шлейф іншої.

Рисунок 2 – Схема підключення декількох свердловин одним шлейфом до установки підготовки газу

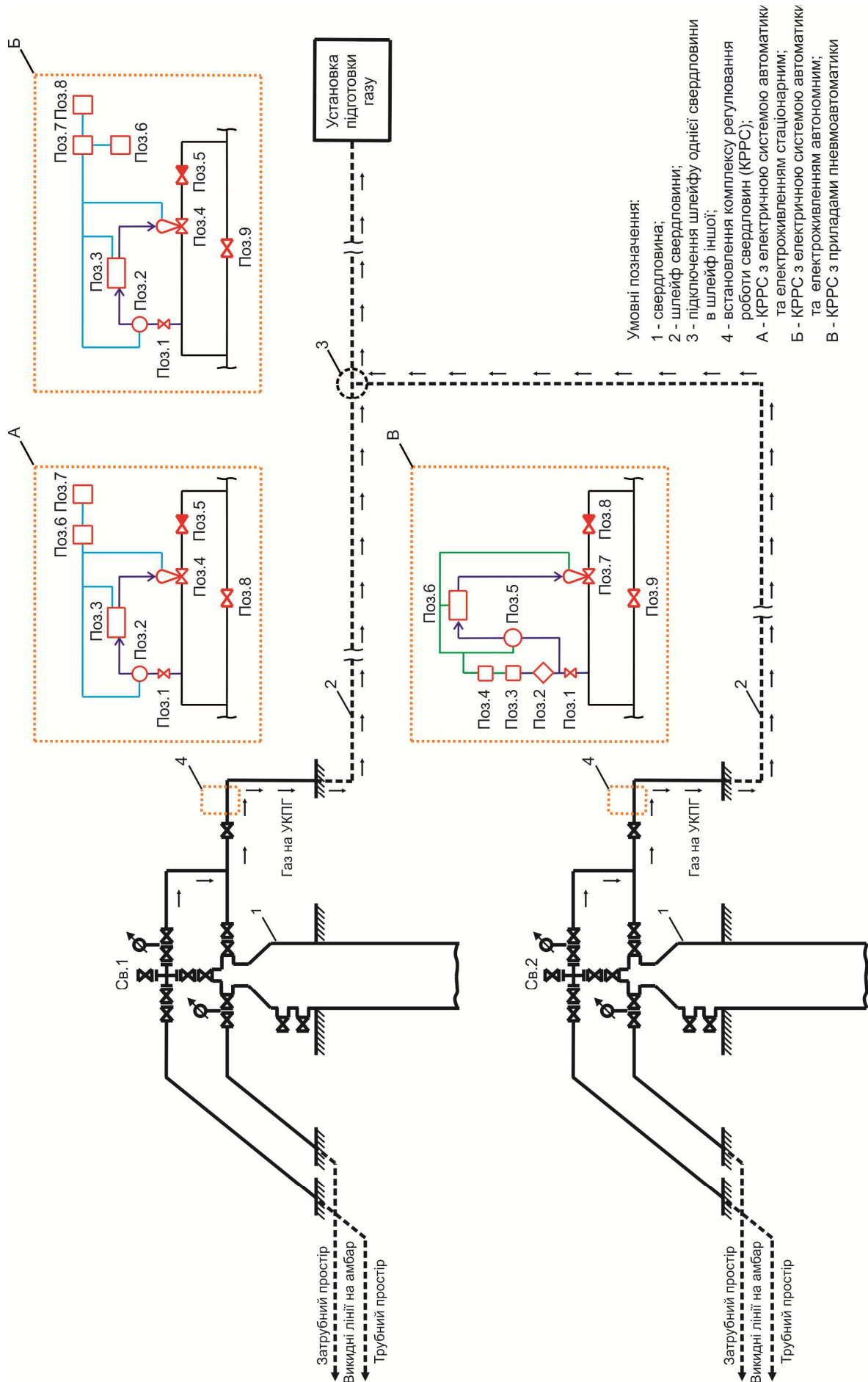


Рисунок 3 – Схема підключення двох свердловин до установки підготовки газу та розміщення комплексів регулювання роботи свердловин

Враховуючи викладене вище, для забезпечення надійної експлуатації свердловин запропоновано встановити на усті комплекс регулювання роботи свердловин (КРРС).

За допомогою КРРС можна забезпечити регулювання режиму роботи як однієї свердловини, так і декількох окремо, що підключені до одного шлейфу. Комплекс регулювання роботи свердловин може бути виконаний на приладах з електричним та пневматичним вихідним або сприймаючим уніфікованим аналоговим сигналом. Нижче розглянемо обидва варіанти КРРС з аналоговою системою управління (рисунок 3).

Варіант 1. За даним варіантом розглянемо комплекс регулювання роботи свердловин з електричною системою автоматики та електроживленням стаціонарним (рисунок 3 схема А), включає: клапан запірний сильфонний DN 15 (номінальний тиск – до 30 МПа) ПрАТ "Манометр-Харків" (поз. 1), мікропроцесорний давач тиску "Сафір-М" модель 5161 (напруга живлення 15-42 В, діапазон вимірювань тиску – від 0 до 25,0 МПа, вихідним сигналом – 4-20 мА) ПрАТ "Манометр-Харків" (поз. 2), мікропроцесорний регулятор МИК-111Н (напруга живлення: постійний струм – 24 В або змінний струм – 220 В, вихідним сигналом – 4-20 мА, регулятор включає панель з елементами обслуговування, клавіатурою) ТОВ "Мікрол" (поз. 3), регулюючий клапан Fisher D4 з електричним приводом easy-Drive (напруга живлення 24 або 12 В постійного струму, сигнал управління 4-20 мА, номінальний тиск до 29,3 МПа) компанії "Emerson Electric Co" (поз. 4), клапан зворотний в комплекті (поз. 5), блок живлення "Сафір" БП2-24 (напруга живлення – 100-220 В, вихідна напруга – 24 В) ПрАТ "Манометр-Харків" (поз. 6), електромережа (напруга живлення – 200-220 В) (поз. 7), засувка в комплекті (поз. 8).

Мікропроцесорний регулятор МИК-111Н та блок живлення "Сафір" БП2-24 необхідно розмістити в шафу КВП у вибухозахищеному виконанні, з електропідігрівом для захисту від впливу навколишнього середовища.

За варіантом 1 КРРС може регулювати режим роботи свердловин, що працюють з робочим тиском понад 10 МПа. Для регулювання режиму роботи свердловин, які працюють з меншим робочим тиском, необхідно підібрати інший електричний регулюючий прохідний клапан, наприклад Samson V2001-E3 з електричним приводом тип 3374 на 24 В або 220 В (умовний діаметр Ду – 15-100 мм, сигнал управління – 4-20 мА, умовний тиск Ру – 1,0-4,0 МПа) "Samson AG".

Завдяки встановленню КРРС при зростанні або зниженні робочого тиску на усті відповідно здійснюється пуск в роботу свердловини або її зупинка шляхом відкривання або закривання регулюючого клапана Fisher D4. Діапазон зміни тиску контролюється за допомогою мікропроцесорного давача тиску "Сафір-М", вихідний сигнал (4-20 мА), з якого подається на мікропроцесорний регулятор МИК-111Н. Потім вихідний керуючий сигнал з регулятора МИК-111Н подається на регулюючий клапан Fisher

D4, який плавно відкривається або закривається.

Живлення КРРС забезпечується від стаціонарної мережі електропостачання з напругою 220 В і частотою 50 Гц. Для цього на устя свердловини необхідно прокласти опори та кабель для подавання електроенергії.

У випадку розташування свердловин на значній відстані від установки підготовки газу і складності забезпечити подавання електроенергії на устя необхідно розглянути альтернативні джерела енергії. Для даного випадку живлення (КРРС) буде забезпечуватися від автономної системи енергоспоживання, що включає сонячну батарею, контролер, акумулятори. У зв'язку з цим доцільно використати обладнання КВП зі зниженим енергоспоживанням.

Варіант 2. За даним варіантом розглянемо комплекс регулювання роботи свердловин з електричною системою автоматики та електроживленням автономним (рисунок 3 схема Б), включає: клапан запірний сильфонний DN 15 (номінальний тиск – до 30 МПа) ПрАТ "Манометр-Харків" (поз. 1), вимірювальний перетворювач тиску РС-28 (напруга живлення – 10,5-36 В, діапазон вимірювань тиску – від 0 до 100,0 МПа, вихідним сигналом – 4-20 мА) ТОВ "Група компаній Аплісент" (поз. 2), мікропроцесорний регулятор МИК-12 (напруга живлення: постійний струм – 20-28 В, вихідним сигналом – 4-20 мА, регулятор включає панель з елементами обслуговування, клавіатурою) ТОВ "Мікрол" (поз. 3), регулюючий клапан MV 5211 з електричним приводом тип ST 5112-32 на 24 В (умовний діаметр Ду – 15-100 мм, сигнал управління – 4-20 мА, умовний тиск Ру – 6,3 МПа) компанії "Regeltechnik Kornwestheim" (РТК) (поз. 4), клапан зворотний в комплекті (поз. 5), акумуляторний блок (включає два акумулятора по 12 В послідовно сполучені, вихідна напруга – 24 В) компанії "Sonnenschein" (поз. 6), контролер Victron Energy (напруга живлення 12 В) (поз. 7), сонячна батарея (напруга живлення 12 В) компанії "SunPower" (поз. 8), засувка в комплекті (поз. 9).

Мікропроцесорний регулятор МИК-12, акумуляторний блок, контролер необхідно розмістити в шафу КВП у вибухозахищеному виконанні, з електропідігрівом для захисту від впливу навколишнього середовища.

За варіантом 2 КРРС може регулювати режим роботи свердловин, що працюють з робочим тиском до 6,3 МПа. Для регулювання режиму роботи свердловин, які працюють з більшим робочим тиском, необхідно підібрати інший регулюючий клапан.

Завдяки встановленню КРРС при зростанні або зниженні робочого тиску на усті відповідно здійснюється пуск в роботу свердловини або її зупинка – шляхом відкривання або закривання регулюючого клапана MV 5211. Діапазон зміни тиску контролюється за допомогою вимірювального перетворювача тиску РС-28, вихідний сигнал (4-20 мА), з якого подається на мікропроцесорний регулятор МИК-12. Потім вихідний керуючий сигнал з регулятора МИК-12 по-

дається на регулюючий клапан MV 5211, який плавно відкривається або закривається.

Розглянемо інший варіант принципу роботи КРРС з пневматичним управлінням.

Варіант 3. За даним варіантом розглянемо комплекс регулювання роботи свердловин з приладами пневмоавтоматики (рисунк 3 схема В), включає: клапан запірний сильфонний DN 15 (номінальний тиск – до 30 МПа) ПрАТ "Манометр-Харків" (поз. 1), фільтр-сепаратор газовий (ФСГ) циклонного типу (номінальний тиск – до 10,0 МПа) ТОВ НВФ "Робікон" (поз. 2), редуктор тиску БКО-25 МГ (тиск на вході – до 20 МПа, тиск на виході – до 0,8 МПа) ОАО "Барнаульский аппаратно-механический завод" (поз. 3), редуктор тиску з фільтром РДФ-3-1 (тиск на вході – 0,25-0,8 МПа, межі регулювання тиску на виході – 0,02-0,2 МПа) ВАТ "Кам'янець-Подільський приладобудівний завод" (поз. 4), пневматичний перетворювач тиску ГСП МП-П2 9112 (верхня межа вимірювань – до 10,0 МПа, тиск живлення – 0,12-0,15 МПа, вихідний сигнал – 0,02-0,1 МПа) ЗАО "Манометр" (поз. 5), станція управління ФК0072 в комплекті з пристроєм регулюючий пневматичний пропорційно-інтегрований ФР0091 (тиск живлення – 0,12-0,15 МПа, діапазон зміни регульованої величини завдання і вихідного сигналу – 0,02-0,1 МПа) ООО "Тизприбор-Украина" (поз. 6), пневматичний односідельний виконавчий пристрій ПОУ-7 (умовний діаметр Ду – 15 мм, номінальний тиск до Ру – 6,4 МПа, умовна пропускна здатність – до 2,5 м³/год) ПАТ "Конотопський арматурний завод" з позиціонером пневматичним ГСП типу ПП (вихідний сигнал – 0,02-0,1 МПа) ОАО "Саранский приборостроительный завод" (поз. 7), клапан зворотний в комплекті (поз. 8), засувка в комплекті (поз. 9).

Редуктор тиску БКО-25 МГ, редуктор тиску з фільтром РДФ-3-1, пневматичний перетворювач тиску ГСП МП-П2, станцію управління ФК0072 в комплекті з пристроєм регулюючим пневматичним пропорційно-інтегральним ФР0091 необхідно розмістити в термошафу КВП для захисту від впливу навколишнього середовища.

За варіантом 3 КРРС може регулювати режим роботи свердловин, що працюють з робочим тиском до 6,4 МПа. Для регулювання режиму роботи свердловин, які працюють з більшим робочим тиском, необхідно підібрати інший пневматичний регулюючий клапан. Слід зауважити, що на промислах добре себе зарекомендувала регулюючі клапани РУСТ серії 500 компанії ЗАО "РУСТ-95".

Завдяки встановленню КРРС у випадку зростання або зниження робочого тиску на усті відповідно здійснюється пуск в роботу свердловини або її зупинка шляхом відкривання або закривання пневматичного односідельного виконавчого пристрою ПОУ-7. Діапазон зміни тиску контролюється за допомогою пневматичного перетворювача тиску ГСП МП-П2, вихідний сигнал – 0,02-0,1 МПа, з якого подається на станцію управління ФК0072 в комплекті з при-

строєм регулюючим пневматичним пропорційно-інтегральним ФР0091. Потім вихідний керуючий сигнал з станції управління ФК0072 в комплекті з пристроєм регулюючим пневматичним пропорційно-інтегральним ФР0091 подається на позиціонер пневматичний ГСП типу ПП пневматичного односідельного виконавчого пристрою ПОУ-7, який плавно відкривається або закривається.

Використання вище наведених КРРС за варіантами (1, 2, 3) дозволить регулювати режим роботи свердловини в залежності від уставки (завдання). При перевищенні робочого тиску на усті від уставки (завдання) здійснюється пуск свердловини в роботу, а при зниженні – відповідно її зупинка.

Розглянемо нижче варіант КРРС з дискретною системою управління.

Варіант 4. За даним варіантом розглянемо комплекс регулювання роботи свердловин з електричною системою автоматики та електроживленням стаціонарним (рисунк 4 схема Г), включає: клапан запірний сильфонний ПрАТ "Манометр-Харків" (поз. 1), манометр електроконтактний вибухозахищений ДМ2005фСг1Ех (напруга живлення – 12-24 В, 220 В, клас точності – 1,0) АО "ПО Физтех" (поз. 2), блок реле – реле проміжне РП 21 у кількості 2 шт. (напруга живлення – 220 В) ООО "Реле и Автоматика СПБ" (поз.3), клапан запірний з електромагнітним приводом серії ЗК-М у вибухозахищеному виконанні (Ду – 10-80 мм, Ру – 1,6-10,0 МПа, привід електромагнітний, напруга живлення – 220 В) ЗАО "РУСТ-95" (поз. 4), клапан зворотний (поз. 5), електромережа (напруга живлення – 200-220 В) (поз. 6), засувка в комплекті (поз. 7).

Блок реле необхідно розмістити в шафу КВП у вибухозахищеному виконанні, з електропідігрівом для захисту від впливу навколишнього середовища.

Завдяки встановленню КРРС при зростанні або зниженні робочого тиску на усті відповідно здійснюється пуск в роботу свердловини або її зупинка шляхом відкривання або закривання клапана запірною з електромагнітним приводом серії ЗК-М. Діапазон зміни тиску контролюється за допомогою манометра електроконтактного вибухозахищеного ДМ2005фСг1Ех, контактна система якого приймає участь в схемі керування клапана запірною з електромагнітним приводом серії ЗК-М, який відкривається або закривається. Релейна схема керування електромагнітним клапаном живиться електроенергією 220 В змінного струму, а можна розглянути її живлення і від 110 В (24 В) постійного струму.

Використання наведеного КРРС (за варіантом 4) дозволить регулювати режим роботи свердловини в залежності від уставки (завдання). В зв'язку з цим на манометрі електроконтактного вибухозахищеного ДМ2005фСг1Ех стрілками виставляють два положення Р_{мін} та Р_{мах}, тобто мінімальний та максимальний тиски, при якому буде працювати клапан. Зважаючи на вище викладене при зростанні робочого тиску Р_{роб} до Р_{мах} і відповідно зниженні робо-

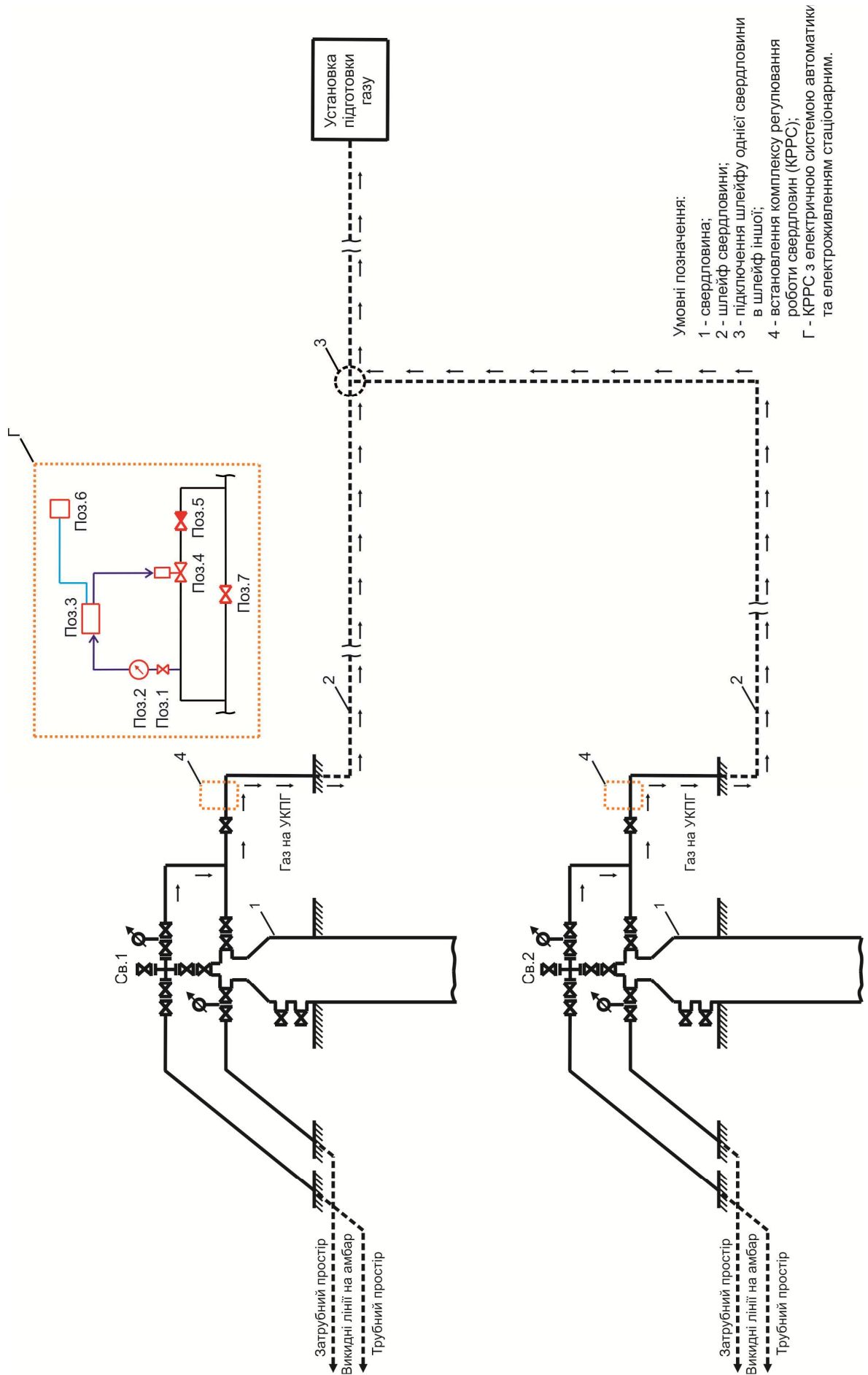


Рисунок 4 – Схема підключення двох свердловин до установки підготовки газу та розміщення комплексів регулювання роботи свердловин

чого тиску зупинки $P_{зуп}$ до $P_{мін}$ свердловина працює та зупиняється. Діапазон роботи КРРС періодично можна змінювати шляхом зміни $P_{мін}$ та $P_{макс}$ на манометрі ДМ2005фCr1Ex.

Такий підхід дозволяє декільком свердловинам, що підключені до одного шлейфу, працювати незалежно одна від одної, цим самим забезпечити можливість регулювання їх роботи до необхідних параметрів.

Встановлення клапана зворотного в КРРС на усті виключить протитиск газу зі шлейфа, необхідність ручного керування, відкривання та закривання перекривної арматури працівником для пуску та зупинки свердловини.

Встановлення байпасної лінії в КРРС на усті дасть можливість пустити свердловину в експлуатацію при виконанні робіт з технічного обслуговування контрольно-вимірювальних приладів (КВП) основної лінії, подавання газу на устя з установки підготовки газу, зниження тиску газу до атмосферного.

Автори пропонують розглянути можливість встановлення КВП для контролю параметрів роботи свердловин, а саме встановити на входних нитках установки підготовки газу і на усті давачі тиску та температури. Встановлення даних давачів в комплексі з системою відображення (модулі зв'язку з об'єктом, персональний комп'ютер з відповідним програмним забезпеченням) дозволить чітко відображати на екрані, фіксувати і архівувати цифрові значення тиску та температуру [10].

Наразі доцільно розглянути можливість використання безпроводних давачів тиску і температури для встановлення на усті свердловини вздовж шлейфів, які дозволять вимірювати тиск та температуру, передачу інформації з яких здійснюють радіоканалом [10].

Широкого застосування на промислах набули безпроводні давачі тиску Rosemount 3051 S, 3051, 2051 та давачі температури Rosemount 648, 848, 248 компанії Emerson. Інформація з даних приборів по безпроводному сигналу передається на шлюз SmartWireless і підключений до шафи телемеханіки по протоколу ModbusRTU.

Встановлення таких давачів забезпечить автоматичний контроль і дозволить фіксувати зміну тиску та температури на усті та буде сприяти оперативному реагуванню для усунення ускладнень при експлуатації газових та газоконденсатних свердловин.

За допомогою давачів тиску та температури можна відслідковувати реальний стан параметрів експлуатації свердловин від устя до установки підготовки газу.

Висновки

1 Розглянуто існуючі види контролю за експлуатацією газових та газоконденсатних свердловин. Ефективним способом контролю може бути використання систем дистанційного контролю. Крім цього, запропоновано розробляти графіки по фонду свердловин, за допомогою яких можна здійснювати моніторинг та

своєчасно вживати заходів для попередження можливих ускладнень при експлуатації.

2 Для забезпечення ефективної періодичної експлуатації газових та газоконденсатних свердловин необхідно здійснювати регулювання режимів їх роботи за допомогою автоматизованих систем.

3 Підвищити контроль за роботою свердловин, які періодично експлуатуються, доцільно за рахунок автоматизованої зупинки і пуску. Встановлення КРРС на усті свердловин дозволить регулювати режим роботи кожної з них індивідуально.

4 Завдяки встановленню давачів тиску і температури на усті свердловини та на вході в установку підготовки газу можна здійснювати постійний контроль за параметрами експлуатації свердловин. На усті свердловини доцільно встановити безпроводні давачі тиску та температури. Крім цього, їх можна встановити на ділянках шлейфу, де знаходиться значна кількість місцевих опорів. Моніторинг за роботою свердловин дозволить своєчасно і оперативного застосувати відповідні профілактичні заходи.

5 Наведені пропозиції доцільно впроваджувати для газових та газоконденсатних свердловин, які періодично експлуатуються для покращення їх видобувних можливостей.

Література

1 Воловецький В.Б. Оптимізація роботи свердловин Наріжниського та Юліївського НГКР [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, В.В. Величко, О.Ю. Витязь, Я.В. Дорошенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – Вип. 4 (49). – С. 127-136.

2 Воловецький В.Б. Розроблення комплексних заходів, спрямованих на підвищення ефективності видобування вуглеводнів при розробці родовищ на виснаження [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, О.Ю. Витязь // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – Вип. 3 (52). – С. 154-165.

3 Воловецький В.Б. Збільшення обсягів відбору газу в умовах періодичної експлуатації газоконденсатних свердловин [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, О.Ю. Витязь, Я.В. Дорошенко // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2013. – Вип. 2 (35). – С. 111-120.

4 Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи [Текст] / В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук // Івано-Франків. нац. техн.ун-т нафти і газу. – Львів, 1996. – 620 с.

5 Костриба І.В. Нафтопромислове обладнання. Задачі, вправи: навч. посібник. [Текст] / І.В. Костриба. – К.: ІЗМН, 1996. – 432 с.

6 Воловецький В.Б. Підвищення ефективності експлуатації газоконденсатних свердловин в ускладнених умовах [Текст] / В.Б. Воловецький, В.І. Коцаба, А.В. Дьомін, А.В. Гнітко, С.В. Василенко, О.М. Щирба // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XLIII. – Х.: УкрДНІГаз, 2015. – С. 106-114.

7 Патент України 94980, МПК Е21В 43/34, В01D 19/00. Спосіб контролю та регулювання режимів роботи свердловин / Фесенко Ю.Л., Кривуля С.В., Шендрик О.М., Фик М.І., Синюк Б.Б., Вахрив А.П. Подання заявки 02.06.2014; Опубл. 10.12.2014; Бюл. № 23, патентовласник ПАТ "Укргазвидобування".

8 Патент України 77029, МПК Е21В 43/12. Спосіб експлуатації газових свердловин, що працюють методом періодичного відбирання газу / Кривуля С.В., Коцаба В.І., Шендрик О.М., Фик І.М., Фесенко Ю.Л. Подання заявки 10.07.2012; Опубл. 25.01.2013; Бюл. №2, патентовласник ДК "Укргазвидобування".

9 Патент України 9720, МПК Е21В 43/00. Спосіб оптимальної експлуатації свердловин в умовах критичних параметрів / Фик І.М., Шендрик О.М., Синюк Б.Б., Фесенко Ю.Л., Волосник Є.О., Жмурков В.І. Подання заявки 18.03.2005; Опубл. 17.10.2005; Бюл. №10, патентовласник ДК "Укргазвидобування".

10 Воловецький В.Б. Оптимізація роботи нафтових і газоконденсатних свердловин на Юліївському НГКР: Доповідь на VI конференції молодих спеціалістів ДК "Укргазвидобування", смт. Чорноморськ. – 2009 р.

Стаття надійшла до редакційної колегії

25.10.16

*Рекомендована до друку
професором **Мойсишиним В.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Мельником А.П.**
(УкрНДІгаз, м. Харків)*